



Grupo IX

Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos - (GOP)

**Comercialização de Energia no Ambiente Competitivo
do Setor Elétrico Brasileiro**

Roberto Castro *
CESP

Dorel Soares Ramos
CESP/USP

Christiano Lyra Filho
UNICAMP

RESUMO

Neste trabalho discute-se a comercialização de energia e apresenta-se o cálculo das receitas estimadas para uma empresa geradora e as despesas de uma empresa distribuidora / comercializadora, operando no Mercado Atacadista de Energia para diversos níveis de contratação de longo prazo. A tarifa de curto prazo é estimada pelo cálculo do custo marginal de operação obtida de simulações de modelos computacionais e a receita é calculada em função da estratégia de contrato de cada agente.

PALAVRAS CHAVE

Comercialização; Contratos; Suporte à Decisão; Estratégia

1.0 - INTRODUÇÃO

As empresas do setor elétrico brasileiro interagem segundo regras próprias de instituições cooperativas, com rateio de ônus e benefícios entre todos os agentes. A busca da otimalidade global no que tange a operação e o planejamento da expansão, evitando-se conflitos de interesse que trouxessem perdas para o sistema, passou a ser buscado desde que a interligação entre as regiões Sul e Sudeste tornou-se robusta o suficiente para que decisões tomadas em uma das regiões tivesse reflexo sobre a outra. O Estado como principal empreendedor e coordenador das decisões manteve sempre o controle sobre as estratégias a serem adotadas, principalmente naquelas em que o montante de investimento era mais vultoso. A participação da iniciativa privada se restringia a empreendimentos na distribuição de energia, ficando a geração e a

transmissão maciçamente sob responsabilidade do Estado.

Com o processo de privatização das empresas, e à medida em que a proposta de reestruturação do setor é colocada em prática, surgirão novos agentes e será estabelecida uma nova relação entre as empresas, onde o ambiente cooperativo cederá espaço para um ambiente competitivo. A busca da eficácia deixará de levar em conta aspectos globais (pelo menos a busca do ótimo global não será papel das empresas privatizadas), e as empresas visarão maximizar seus lucros, vocação natural da iniciativa privada.

Embora a proposta da consultoria liderada pela Coopers & Lybrand, contratada para formular o modelo de reestruturação do setor elétrico brasileiro estabeleça mecanismos para evitar a concorrência predatória entre os agentes do sistema, o fundamento da proposta é propiciar a concorrência entre empresas e entre os novos agentes do setor, criando espaço crescente para a competição, monitorada por regulamentação específica onde necessário, mas controlada apenas e tão somente pelas regras de mercado, onde essas regras forem suficientemente eficazes.

A contratação de suprimento de energia e potência para as empresas do setor, sejam geradoras, distribuidoras ou comercializadoras, adquirirá uma componente decisória do montante a ser contratado no longo prazo e a parcela que cada empresa deixará “a descoberto”, para apostar no mercado de curto prazo, na expectativa de que a tarifa seja menor do que aquela utilizada no contrato de longo prazo, estabelecendo-se uma expectativa de lucro adicional para a empresa.

Na fase transitória para o novo modelo, as empresas são obrigadas a contratar parcela significativa de seus mercados, pelo menos 85% de toda a carga do sistema estará atendida por intermédio de contratos de longo prazo [1], firmados entre as geradoras e as distribuidoras ou comercializadoras.

A liberdade de repactuação dos contratos firmados para 2002 será gradativa, com a liberação de 25% dos contratos bilaterais ao ano [2, 3], no período de 2003 a 2006, para que sejam reformuladas as tarifas e montantes contratados bilateralmente. Embora a obrigatoriedade de contratação de pelo menos 85% do mercado das distribuidoras continue prevalecendo, a repactuação gradual dos contratos abre os primeiros espaços para competição pelo mercado e prepara os agentes para um horizonte de mais longo prazo em que a exigência de contratação mínima poderá ser menos restritiva, situação em que será fundamental para a saúde financeira das empresas que as decisões quanto a contratar no curto ou no longo prazo sejam tomadas adequadamente.

A esta decisão associam-se as condições operativas do sistema, as decisões de investimento na expansão do parque gerador, a composição do parque gerador na situação atual e a expectativa de longo prazo, a penetração de cada empresa no mercado consumidor e a expectativa de evolução do mercado atendido por cada uma delas.

Todos esses aspectos estão relacionados entre si e incorporam componentes de incertezas e indefinições, a medida em que a expansão do parque gerador deixará de depender apenas de decisões setoriais tomadas pelo Estado e que a evolução global do mercado consumidor terá menor importância para a receita de uma empresa do que a tendência do mercado que ela atende individualmente. A análise dos parâmetros globais perde espaço para avaliações individualizadas, que no entanto dependerão fundamentalmente das decisões tomadas pelos demais agentes. As decisões tomadas pelos outros agentes nem sempre são conhecidas, dificultando a avaliação das tendências do sistema.

Desvinculada do processo de geração e de consumo, com a desverticalização das empresas, a comercialização de energia ganha conotação especial no novo cenário do setor elétrico.

Neste trabalho são discutidos os principais aspectos associados à comercialização, partindo-se dos modelos apropriados sob o ponto de vista da geração e da distribuição, avaliando-se os riscos econômicos associados ao processo decisório de contratação.

Segundo as regras de contratação e os modelos computacionais utilizados para avaliar o preço spot da energia, são calculadas as receitas e despesas previstas para uma empresa geradora e uma distribuidora função do percentual de contratação de energia no longo prazo.

2.0 - MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO

2.1 Empresas Distribuidoras e Comercializadoras

Quando o Mercado Atacadista de Energia MAE estiver em pleno funcionamento, as empresas distribuidoras e os agentes comercializadores de energia junto aos consumidores finais, deverão possuir energia assegurada própria ou proveniente de contratos de suprimento de terceiros, num percentual mínimo de 85% de todo o mercado atendido.

Quando o Mercado Atacadista de Energia (MAE) estiver em pleno funcionamento, as distribuidoras e as comercializadoras deverão buscar, entre geração assegurada própria e contratada com terceiros, um suprimento mínimo de 85% de seus mercados.

A figura a seguir ilustra dois agentes comercializadores distintos, um que decidiu contratar 100% de seu mercado e outro que decidiu pela contratação mínima obrigatória, ou seja 85% de seu mercado.

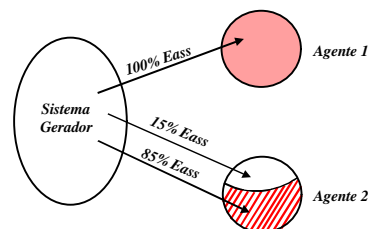


Fig. 2.1 CONTRATO DE SUPRIMENTO DE AGENTES COMERCIALIZADORES

Nota: Eass = Energia Assegurada

Área hachurada é a parcela com contrato

Na situação ilustrada na figura 2.1, o agente 1 está suprido totalmente por energia assegurada, comercializada em contratos de longo prazo, com tarifa pré-definida durante o período de vigência do contrato.

O agente 2 está parcialmente coberto por contrato de longo prazo, uma parcela de 15% de seu mercado será suprido por comercialização no curto prazo, através da energia gerada no sistema que não dispõe de contrato, com tarifa vigente do suprimento, no curto prazo.

O comercializador é responsável pelo atendimento de todo o seu mercado. Qualquer que seja o custo da energia no curto prazo, o agente 2 será obrigado a

adquirir a energia do sistema para atender a seus consumidores.

Se o preço de curto prazo for menor que a tarifa de contrato, o agente 2 obterá mais lucro do que obteria se estivesse 100% contrato, ou seja, seu lucro em termos relativos, seria maior do que o obtido pelo agente 1, concorrente de 2.

Se o preço de curto prazo for maior do que o de contratação, o agente 2 será obrigado a pagar tarifas muito elevadas, até mesmo próximas do custo de déficit de energia, para obter os 15% de seu mercado que não foi contrato, junto ao sistema gerador, gerando um prejuízo para o agente frente à opção de ter contratado 100% de seu mercado.

O impacto sobre os consumidores atendidos por ambos os agentes deverá ser nulo. Os consumidores não terão acesso ao lucro adicional deferido, em contra partida não deverão arcar com o onus do prejuízo experimentado pela empresa que o suprir. Deverão ser criados mecanismos que defendam o consumidor final das decisões tomadas pelos comercializadores que possam encarecer a energia suprida, ou mesmo colocar em risco a confiabilidade do fornecimento. A responsabilidade pelas decisões tomadas deverá recair totalmente sobre os agentes, sem qualquer reflexo sobre os consumidores.

Embora este objetivo deva ser buscado, é difícil de ser alcançado, pois a criação de mecanismos de proteção dos consumidores conectados diretamente ao sistema das empresas distribuidoras pressupõe o monitoramento das manobras operativas, financeiras e estratégicas das empresas, o que não é tarefa simples.

Não está previsto qualquer mecanismo de proteção das empresas distribuidoras e comercializadoras que se expuserem à variação de preço na energia de curto prazo. Estas empresas deverão buscar seus próprios mecanismos de defesa.

A figura 2.2 a seguir, ilustra esse processo decisório.

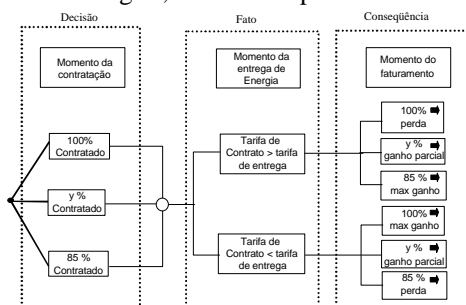


Fig. 2.2 PROCESSO DECISÓRIO PARA DISTRIBUIDORA E COMERCIALIZADORA

2.2 Empresas Geradoras

A energia assegurada dos aproveitamentos, e consequentemente das empresas geradoras de energia será determinada com base nos critérios definidos pela ANEEL [4].

Cada empresa geradora poderá comercializar até 100% de toda energia assegurada que lhe for atribuída, não havendo restrição de percentual mínimo contratado.

Uma vez definido o montante de energia contratada, o gerador será responsável pelo suprimento deste montante, dispondo do adicional de geração cujo critério de rateio deve ser definido, para venda no mercado de curto prazo.

A figura 2.3 ilustra a relação de dois geradores distintos com o mercado. O agente 1 decidiu contratar toda sua energia assegurada, o agente 2 reservou parcela de sua energia assegurada para venda no mercado de curto prazo.

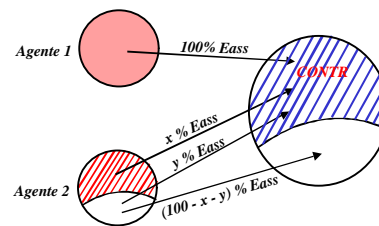


Fig. 2.3 CONTRATO DE SUPRIMENTO DOS AGENTES GERADORES

Nota: Eass = Energia Assegurada
Área hachurada é a parcela com contrato

Na situação ilustrada admitiu-se que parcela do mercado não dispõe de contratação de longo prazo, como no caso mais geral possível.

O gerador que está totalmente contratado não dispõe de flexibilidade para negociar energia no curto prazo, sua participação nesse mercado será restrita à eventual geração de energia secundária (geração acima da energia assegurada, devido a afluência melhor do que a esperada).

A maior flexibilidade está disponível ao agente 2, sua parcela de energia não comprometida em contrato, poderá ser utilizada para de acordo com a situação representada na figura 2.3.

- i) Complementar parte do seu contrato, se a energia que está gerando no momento da entrega for menor do que o total de sua energia assegurada;

- ii) Suprimento à parcela de mercado que não dispõe de contrato;
- iii) Ser vendida no mercado de curto prazo a outros geradores que apresentem geração inferior aos seus contratos.

Embora a semântica indique o contrário, a energia gerada nos aproveitamentos, particularmente nas usinas hidrelétricas, pode apresentar desvios significativos frente à energia assegurada atribuída aos geradores.

Se os desvios forem negativos, a empresa estará deficitária em relação a seu compromisso contratual, sendo obrigada a comprar a diferença do sistema. Essa obrigação é reduzida apenas em situação de racionamento, quando por questões de afluência não houver energia disponível em todo o sistema.

Quando a empresa estiver em superávit de geração frente a seus contratos, a diferença é vendida no mercado de curto prazo.

A figura 2.4 a seguir ilustra o processo decisório do ponto de vista da geradora.

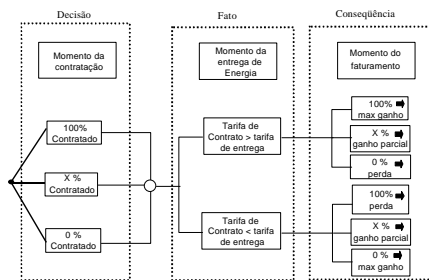


Fig. 2.4 PROCESSO DECISÓRIO DA GERADORA

O histórico dos custos de curto prazo do setor elétrico brasileiro demonstram que embora possam haver picos com altos custos (com baixa duração), a tarifa dos contratos de longo prazo tendem a ser maiores que as tarifas no curto prazo. A expectativa portanto, do ponto de vista das empresas geradoras é de que no princípio da operação do mercado spot de energia, se busque contratar toda a energia assegurada.

Nos primeiros anos de operação do Mercado Atacadista de Energia é pouco provável que as empresas de distribuição se exponham à volatilidade dos preços de energia, pois num mercado ainda em formação, o risco seria muito alto.

Assim, permitindo-nos um exercício de previsão, tanto do ponto de vista das distribuidoras e comercializadoras, quanto do ponto de vista das geradoras, a expectativa é de que na liberação das

primeiras parcelas dos contratos iniciais para pactuação bilateral serão buscados contratos de longo prazo para todo o montante de mercado, assim como para a totalidade da energia assegurada disponível no sistema.

A situação financeira das empresas vem reforçar esta expectativa, pois tendo em vista o fluxo de caixa, evitar o contrato de longo prazo, significa postergar receita, situação factível apenas para empresas com saúde financeira que propicie essa decisão, em nome da busca de maiores ganhos.

3.0 - VOLATILIDADE DE PREÇO

A geração de energia no sistema brasileiro é quase que totalmente de origem hidrelétrica, com grande volatilidade de preços no curto prazo devido à variação na vazões afluentes dos aproveitamentos. As figuras a seguir mostram os resultados obtidos em modelo computacional de cálculo do custo marginal de operação do sistema brasileiro, onde pode-se observar a volatilidade dos custos para a simulação elaborada para o ano 2005.

Na figura 3.1 é mostrado o custo marginal de operação para todo o histórico de vazões, na figura 3.2 apresenta-se um período seco do sistema, denotando o pico de custos, na figura 3.3 é mostrada a variação num período úmido, onde os custos atingem seus valores mais baixos.

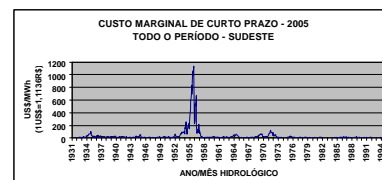


Fig. 3.1. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

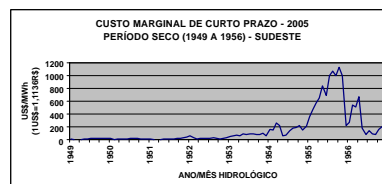


Fig. 3.2 CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (PERÍODO SECO)

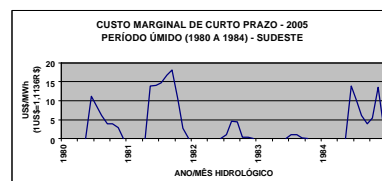


Fig. 3.3 CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (PERÍODO ÚMIDO)

Observe-se que em todos os cenários possíveis de vazão afluyente, os custos marginais podem se manter em patamares muito elevados ou muito reduzidos durante anos consecutivos, com forte impacto sobre o fluxo de caixa das empresas sujeitas a essas variações. Dessa forma, a exposição dos agentes aos riscos de fortes impactos financeiros associados à compra e venda de energia é bastante alta, exigindo suporte adequado à tomada de decisão.

Esta é a principal componente da incerteza sobre os agentes do setor, incerteza que não pode ser eliminada, mas que deverá ser estimada com precisão suficiente para a tomada de decisão.

4.0 - RISCOS HIDROLÓGICOS

A capacidade de geração nas usinas hidrelétricas depende da potência instalada nos aproveitamentos, mas também da disponibilidade de água nos reservatórios, com efeito tanto sobre a vazão turbinável, quanto sobre a queda disponível nos reservatórios.

Comparando-se os resultados de geração hidrelétrica esperados para as usinas das regiões Sul e Sudeste do Brasil, com as energias firmes dos aproveitamentos das respectivas regiões, observa-se que em várias situações do histórico, a geração esperada é inferior à energia firme.

Este aspecto, inerente à geração em usinas hidrelétricas, representa um fator de risco quando são efetuados contratos para comercialização de energia dos aproveitamentos, para minimizar estes riscos, expondo-se os agentes envolvidos à menor probabilidade de incorrerem em perdas pela incerteza da hidrologia, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) [1] entre aproveitamentos hidrelétricos.

Das figuras a seguir observa-se que o risco de se obter uma geração de energia inferior à energia firme dos aproveitamentos é maior na região Sul do que na região Sudeste, fato explicado pela maior capacidade de regularização da vazão defluente que se verifica nas usinas do Sudeste.

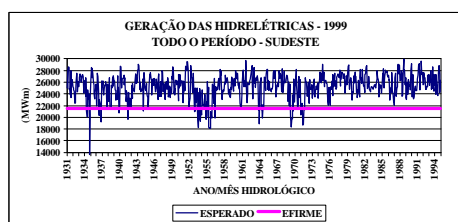


Fig. 4.1 GERAÇÃO DAS HIDRELÉTRICAS DO SUDESTE

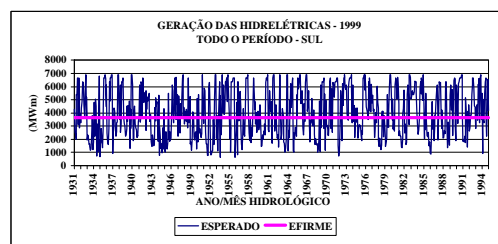


Fig. 4.2 GERAÇÃO DAS HIDRELÉTRICAS DO SUL

5.0 - CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO LONGO PRAZO

Para ilustrar o processo de tomada de decisão do contrato de longo prazo, simulou-se a operação de uma usina termelétrica a gás natural, com potência instalada aproximada de 2000 MW, operando com fator de capacidade mínimo nulo, em substituição a outras centrais termelétricas do plano decenal de expansão da oferta do setor elétrico brasileiro [5].

Nessas condições, conforme mostrado na figura 5.1 a seguir, no ano 2001, a maior receita obtida pelo empreendedor da usina seria com total exposição ao preço de curto prazo da energia, ou seja, sem efetuar qualquer contrato de longo prazo para a geração da usina.

A medida em que parcelas adicionais de energia são contratadas, fazendo-se o percentual de contratação crescer de 0 a 100%, a receita de contrato de longo prazo aumenta, enquanto a receita no curto prazo se reduz, atingindo valores negativos entre (90 e 100%).

Receita negativa no curto prazo indica desembolso para o sistema de contabilização, pois indica que o empreendedor necessitou comprar energia para suprir seu contrato, desse modo, com vistas ao fluxo de caixa da empresa, pode-se dizer que a contratação máxima para este ano seria 90% e que o ótimo de contratação seria 0%.

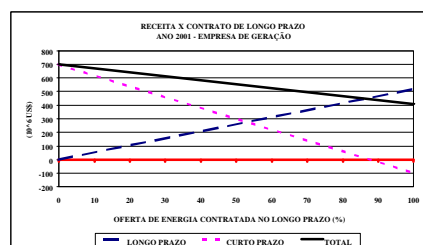


Fig. 5.1 CONTRATAÇÃO PARA O EMPREENDEDOR DA GERAÇÃO

Adotando-se o ponto de vista da empresa distribuidora que faria o contrato com o empreendedor da obra de

geração, portanto quem pagaria o contrato de longo prazo para a geradora, a melhor solução é a inversa, ou seja, para a distribuidora seria mais vantajoso ter contratado, para o ano em questão, toda a energia da usina ao preço do contrato de longo prazo (adotado como 34US\$/MWh).

Estes resultados demonstram o óbvio conflito de interesses entre distribuidora e geradora quando da elaboração de contratos de compra e venda de energia.

Observa-se que para a distribuidora, neste caso, não há receita possível (não há despesa negativa) no mercado de curto prazo, o que significa que toda a energia comprada foi consumida.

Numa situação mais complexa e realista, pode-se imaginar que a distribuidora (operando como comercializadora de energia) efetue contratos de longo prazo em montantes que lhe permitam sobras, passíveis de serem revendidas no curto prazo. Embora isso possa mudar a solução encontrada, para efeito desta ilustração optou-se por não adotar esta possibilidade.

A figura 5.2 a seguir, mostra a despesa incorrida pela empresa distribuidora com necessidade de energia igual ao montante de oferta da usina termelétrica descrita acima e com opção de contrato de longo prazo com o empreendedor da geração ou compra no mercado de curto prazo.

Verifica-se na figura, que a menor despesa possível resulta de uma contratação máxima (100%) da demanda. Para melhorar a sensibilidade na ilustração, admitiu-se que a distribuidora pudesse contratar menos do que 85% de sua necessidade, o que na prática será vetado.

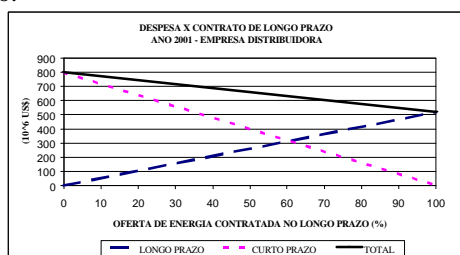


Fig. 2.4 CONTRATAÇÃO PARA A DISTRIBUIDORA

6.0 - CONCLUSÕES

A componente de curto prazo na comercialização de energia adquire maior importância no novo desenho do

setor elétrico brasileiro, seu peso será tanto maior quanto maior o custo marginal de operação do sistema no momento da entrega de energia.

O impacto financeiro do custo da energia no mercado de curto prazo é determinado pela exposição a que o agente estará sujeito.

Aqueles agentes que "apostarem bem", terão impacto positivo, mas aqueles que "apostarem mal", sofrerão perdas de receita.

Os contratos bilaterais serão portanto, resultantes de soluções de compromisso entre o conjunto de interesses das geradoras, comercializadoras e distribuidoras, assim como do grau de exposição ao preço de curto prazo da energia que cada agente julga apropriado aos seus interesses.

A estimativa do preço da energia no curto prazo através da simulação do parque gerador e cálculo do custo marginal de operação do sistema, permite estabelecer essas soluções de compromisso para um determinado horizonte de estudo, onde se deseja firmar os contratos bilaterais.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o empenho do técnico Valter Nei Ribeiro (CESP) responsável pela digitação do texto e elaboração das figuras.

7.0 - BIBLIOGRAFIA

[1] MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - Estágio VII, MME.

[2] MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA "Acordo do Mercado", MME.

[3] AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução ANEEL nº 450 de de 29 de dezembro de 1998.

[4] AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução ANEEL nº 244 de 30 de julho de 1998.

[5] ELETROBRÁS/GCPS, "Plano Decenal de Expansão 1998 / 2007 abril de 1998.